

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理

支东明¹,唐勇²,杨智峰^{2,3},郭旭光²,郑孟林²,万敏²,黄立良²

(1. 中国石油新疆油田分公司,新疆克拉玛依 834000; 2. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院,新疆克拉玛依 834000;
3. 中国石油新疆油田分公司博士后工作站,新疆克拉玛依 834000)

摘要:综合利用岩心、测井、烃源岩热解、铸体薄片、场发射扫描电镜、激光共聚焦显微镜与高压压汞等分析测试的结果,对准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组陆相页岩油地质特征与聚集机理进行了研究。结果表明:吉木萨尔凹陷咸化湖盆型沉积地层富含有机质,是烃源岩层也是储层,页岩油藏具有“源储一体”的地质特征,存在粉砂岩类与泥岩类和白云岩类与泥岩类两类岩性组合类型。芦草沟组大面积整体含油、“甜点”富集且原油成熟度较低。页岩油赋存岩石的润湿性为亲油性,生烃增压是页岩油运聚的主要动力。微纳米孔喉、层理缝与构造裂缝形成页岩油的有利储集空间与渗流通道。页岩油整体为源内或近源聚集,并以游离态和吸附态赋存于芦草沟组“甜点”段与泥页岩层段中。

关键词:生烃增压;页岩油;烃源岩;源储一体;富集机理;咸化湖盆;芦草沟组;吉木萨尔凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer sag, Junggar Basin

Zhi Dongming¹, Tang Yong², Yang Zhifeng^{2,3}, Guo Xuguang², Zheng Menglin², Wan Min², Huang Liliang²

(1. Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;
2. Research Institute of Exploration and Development of Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;
3. Postdoctoral Workstation of Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: We studied the geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer sag, based on the data collected from core and casting thin section observation, well log, Rock-Eval pyrolysis, field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), laser-scanning confocal microscopy and high pressure mercury injection. The results show that the Lucaogou Formation in Jimusaer sag is originated from the organic-rich sediments in saline lacustrine basins, which serve as both source rocks and reservoirs, and the shale oil reservoirs herein are geologically characterized by “indigenous accumulation”. There are two types of lithologic associations: one is siltstone-mudstone, and the other is dolomite-mudstone. Oil is pervasive in the Lucaogou Formation, enriches in “sweet spots”, and has lower maturity. The shale oil reservoir is oil-wet, and pressurization caused by hydrocarbon generation is the main driving force for its shale oil migration and accumulation. The micro- and nano-pore throats, bedding-parallel fractures and tectonic fractures are favorable reservoir space and vadose channels for the Lucaogou shale oil in Jimusaer sag. The shale oil accumulates within or close to the source rocks as a whole, and occurs in the “sweet spots” and shale intervals in free or absorbed phases.

Key words: pressurization caused by hydrocarbon generation, shale oil, hydrocarbon source rock, indigenous accumulation, enrichment mechanism, saline lacustrine basin, Lucaogou Formation, Jimusaer sag, Junggar Basin

准噶尔盆地位于中国西北部,大地构造上处于哈萨克板块的东部,是西伯利亚板块、塔里木板块和

收稿日期:2018-12-20;修订日期:2019-03-05。

第一作者简介:支东明(1971—),男,教授级高级工程师,石油地质学。E-mail:zhidm@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05001002);中国石油科技重大专项(2017E-0401)。

哈萨克斯坦板块的交汇部位,周缘被北天山造山带、西准噶尔造山带、克拉美丽造山带所围限,为大型的多期含油气叠合盆地,油气资源丰富,目前已经在石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系与新近系等都发现了工业油气。盆地内存在石炭系、二叠系、侏罗系等多套优质烃源岩,中-下二叠统是盆地内最为重要的烃源岩层系。2011年在盆地的吉木萨尔凹陷和玛湖凹陷的中-下二叠统烃源岩层系内发现了工业油气流,引起了勘探家的高度重视,以致密油的勘探思路进行了有益的勘探研究工作^[1],并取得了丰富的成果,在构造背景^[1-2]、沉积环境^[3-4]、烃源岩^[5]、致密油储层与“甜点”预测^[6-8]、油气运聚机理^[9-10]、油气成藏规律^[11-14]等方面进行了大量的研究,并认识到芦草沟组存在上、下两个甜点含油富集层。随着油气勘探的深入,特别是吉174井对芦草沟组全井段取心,逐渐认识到了其岩石组成主要为内源和外源成因的混积岩,岩层呈厘米级薄层、互层状,韵律性强,并具有全层系含油的特征,与鄂尔多斯盆地三叠系的致密油存在明显差异^[15],具有典型的页岩油特征。本文依据地震、测井、钻录井、样品实验数据等,应用页岩油的勘探理念,对吉木萨尔凹陷的页岩油地质特征与聚集机理进行了研究,以期指导下一步勘探。

1 地质背景

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部,是盆地一级构造单元东部隆起上的一个次级凹陷、南、西、北存在向凹陷的逆冲断裂(图1a),南以三台断裂与博格达山前构造带相邻,西以西地断裂、青1井南1号断裂与北三台凸起相接,北以吉木萨尔断裂与沙奇凸起相隔,东与古城西凸起呈过渡关系,平面上呈不规则的多边形,面积约1 278 km²,现今具有典型西断东超的箕状结构特征。

该区自下而上发育石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系和新近系。石炭系是准噶尔盆地第一套盖层,为滨浅海、海陆交互相泥岩、炭质泥岩和火山岩建造,也是该区第一套烃源岩赋存层系。二叠系自下而上发育中二叠统井井子沟组、芦草沟组和上二叠统梧桐沟组。井井子沟组具有明显的南厚北薄、西厚东薄的特征,为一套灰黄色、灰绿色砂岩、泥岩为主的建造。芦草沟组与井井子沟组整合接触,地层最厚区域在凹陷中部(图1b),主体厚度为100~320 m,向周缘减薄,纵向上分为两段(图1c),主要

为一套页岩、薄层砂质云岩和云质粉砂岩,是凹陷内最主要的烃源岩,也是页岩油赋存层系。目前在芦草沟组和上覆梧桐沟组发现的原油均来自于该套烃源岩。

上二叠统梧桐沟组不整合在中二叠统及石炭系之上,为一套砾岩、泥质砾岩、砂岩、泥岩建造,表现为向周缘凸起区减薄的拗陷沉积,最厚在凹陷中部的吉17井西,厚度为340 m,将中二叠统芦草沟组覆盖。三叠系主要为一套泥岩、粉细砂岩建造,在凹陷西南部厚在1 000 m,向东、北减薄尖灭,表现出了向东、北的翘倾特征,与下伏上二叠统为整合接触。侏罗系为一套含煤碎屑岩系,不整合覆盖在三叠系、二叠系及石炭系之上,将凹陷整体埋藏,凹陷东部沉积最厚在1 500 m,西部在500~700 m,显示了凹陷的东西翘倾作用。白垩系局限分布在吉木萨尔凹陷以西地区,不整合于侏罗系之上,西部残余厚度400 m,在凹陷中部剥蚀尖灭。古近系主要分布于南缘断褶带地区,新近系广泛分布,不整合覆盖在白垩系、侏罗系、二叠系、石炭系等不同层位之上。

综上所述,吉木萨尔凹陷自中二叠统芦草沟组沉积后,经历了三叠纪、侏罗纪、白垩纪和新生代不同方式的翘倾构造作用,凹陷边缘遭受过不同程度的剥蚀,整体被上覆上二叠统-新近系埋藏,主体部位埋藏深度在3 000~4 500 m,东部边缘最浅在800 m左右,西部最深在5 200 m左右。

2 页岩油地质特征

2.1 混积岩石特征

芦草沟组主要为一套沉积于咸化湖泊中,受机械沉积、化学沉积及生物沉积等作用下的粉细砂岩、泥岩、碳酸盐岩的混积岩^[12],普遍发育泥晶、微晶白云石,碎屑粒径普遍较细,粉细砂、泥质及碳酸盐富集层多呈互层状分布。岩石类型主要为粉细砂岩类、泥岩类、碳酸盐岩类。粉细砂岩类包括云质粉细砂岩、岩屑长石粉细砂岩和云屑粉细砂岩,碳酸盐岩类主要为白云岩类,主要为砂屑白云岩、粉细砂质白云岩、泥微晶白云岩。纵向上粉细砂岩、页岩、砂屑白云岩、泥微晶白云岩的单层厚度都在厘米级(图2),呈明显的韵律性。芦草沟组具有矿物成份复杂、岩性纵向变化快、岩层厚度薄等特征。在成岩演化过程中,岩石具有不均匀的硅化、方解石化、云化、沸石化、黄铁矿化及钠长石化等,使得岩石矿物成分复杂,岩性变化多样。

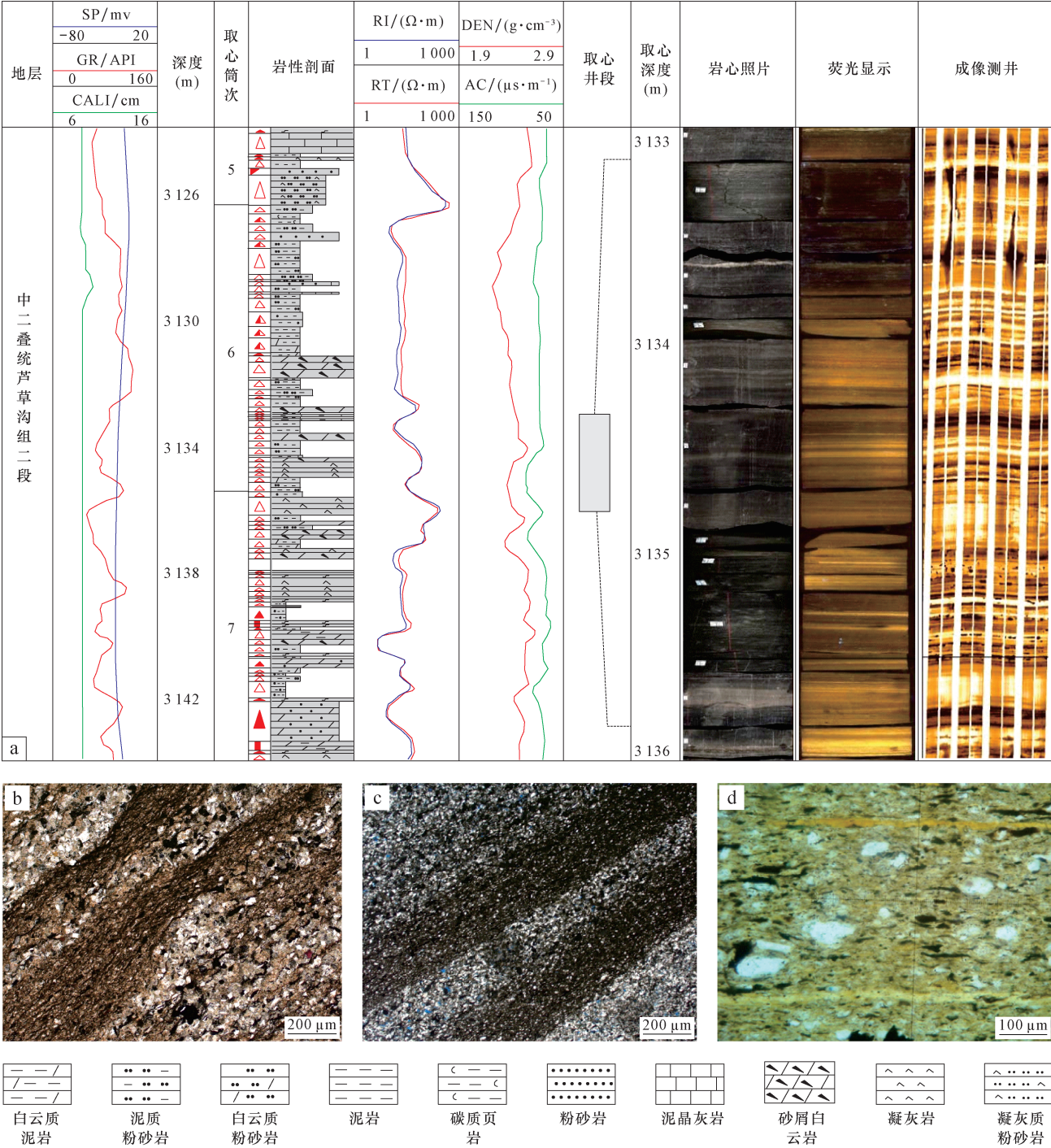


图 2 吉木萨尔凹陷吉 174 井芦草沟组页岩油岩心及 FMI 测井特征

Fig. 2 FMI image logging and core characteristics of the Lucaogou Formation in Well Ji174, Jimusaer sag

a. 3 m 井段内岩性剖面及测井响应;b. 泥质粉砂岩,含白云石与方解石呈互层产出,吉 174 井,埋深 3 162.02 m,单偏光;c. 云质粉砂岩与有机质纹层互层分布,吉 174 井,埋深 3 261.23 m,单偏光;d. 富有机质纹层与云质粉砂泥岩互层分布,吉 174 井,埋深 3 152.54 m,单偏光

油岩;其次为白云岩类,属于好的生油岩;灰岩属于中等-好的生油岩,粉砂岩类主要为差的生油岩(表 1)。研究区 24 口井 236 块样品有机碳含量分析的结果表明,多数烃源岩样品的有机碳含量大于 1.0%,平均 TOC 为 3.24%;生烃潜量($S_1 + S_2$)多大于 6.0 mg/g;热解最高峰温 T_{max} 值分布在 428 ~ 459 $^{\circ}C$, R_o 为

0.66% ~ 1.63%,烃源岩处于低成熟-成熟演化阶段。

芦草沟组不同岩性以呈薄互层状间互分布,单层厚度多厘米级,细粒沉积,多为白云岩和碎屑岩的过渡性岩类(图 2a—d),存在粉砂岩类与泥岩类和白云岩类与泥岩类两类源储岩性组合类型。粉砂岩与泥岩组合又可细分为厚层粉砂岩夹薄层泥岩、厚层泥岩

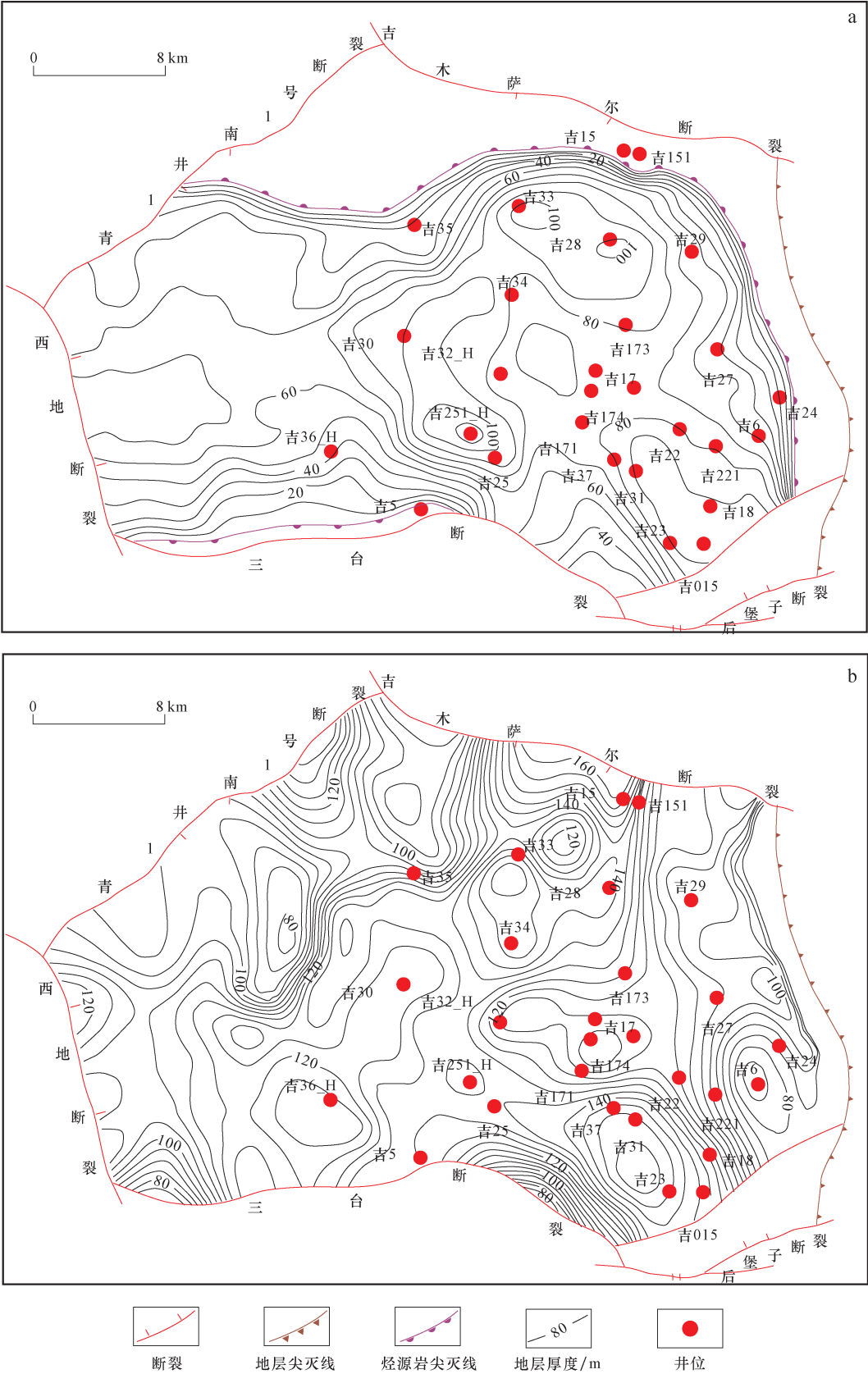


表 1 吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩地化参数
Table 1 Geochemical parameters of the Lucaogou source rocks in Jimusaer sag

地区	岩石类型	有机碳含量/ %	氯仿沥青“A” 含量/%	生烃潜量/ (mg·g ⁻¹)	有机质类型	R _o /%	成熟度	烃源岩评价
吉木萨尔凹陷 芦草沟组	泥岩类	3.83(117)	0.27(125)	17.95(117)	I 型、Ⅱ ₁ 型、Ⅱ ₂ 型、Ⅲ 型	0.66 ~ 1.63	低成熟 – 高成熟	好 – 优质
	白云岩类	2.64(34)	0.24(8)	11.70(34)	I 型、Ⅱ ₁ 型、Ⅱ ₂ 型			中等 – 好
	灰岩类	2.40(40)	0.23(40)	10.33(40)	I 型、Ⅱ ₁ 型、Ⅱ ₂ 型			中等 – 好
	粉砂岩类	0.75(56)		1.33(54)	Ⅱ ₂ 型、Ⅲ 型			差 – 非
吉 174 井 芦草沟组	烃源岩	3.39(108)	0.27(45)	17.28(40)	Ⅱ ₁ 型	0.78 ~ 0.96	低成熟 – 高成熟	优质

注:3.83(117)代表平均值(样品个数)。

夹薄层粉砂岩及粉砂岩与泥岩互层 3 种组合类型。上段主要为粉砂岩类、白云岩类与泥岩互层组合,泥地比接近 80%,发育大套优质烃源岩,具有砂泥频繁互层沉积、岩性复杂多样与单层厚度变化较大的特征。下段主要为粉砂岩与泥岩组合类型,泥地比接近 90.3%。

依据岩心、核磁共振测井、铸体薄片与场发射扫描电子显微镜分析的结果,芦草沟组除发育毫米级与微米级孔隙外,还发育了大量的纳米级孔隙^[11],具备页岩油储层的特征(图 5a—c)。储集空间类型可以分为原生残余粒间孔、次生粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔、晶间孔和微裂缝 5 种主要孔隙类型。毫米级 – 微米级的粒间溶孔发育、剩余粒间孔次之、并发育少量微裂缝与纳

米级的晶间孔(图 5d—j)。粒间溶孔主要为钠长石溶蚀孔隙,常见钠长石溶蚀形成的港湾状与锯齿状结构,而白云石溶蚀较弱,孔隙径为 2 ~ 10 μm,连通性较好。粒内溶孔主要为砂屑或岩屑内的溶蚀孔隙,孔径 1 ~ 20 μm 不等,局部可达几百 μm,连通性差。晶间溶孔与晶内溶孔为泥微晶白云岩与石英溶孔,晶间溶孔孔径为 0.75 ~ 1 μm,局部可达 5 ~ 10 μm。

芦草沟组岩石实测覆压孔隙度分布区间为 6% ~ 16%,覆压渗透率小于 0.1 × 10⁻³ μm,具有中、低孔 – 低渗、特低渗的特征。其中云质粉细砂岩物性最好,孔隙度为 11.9%,渗透率为 0.076 × 10⁻³ μm²;泥晶 – 微晶云岩物性较差,孔隙度为 9.2%,渗透率为 0.032 × 10⁻³ μm²(图 4)。

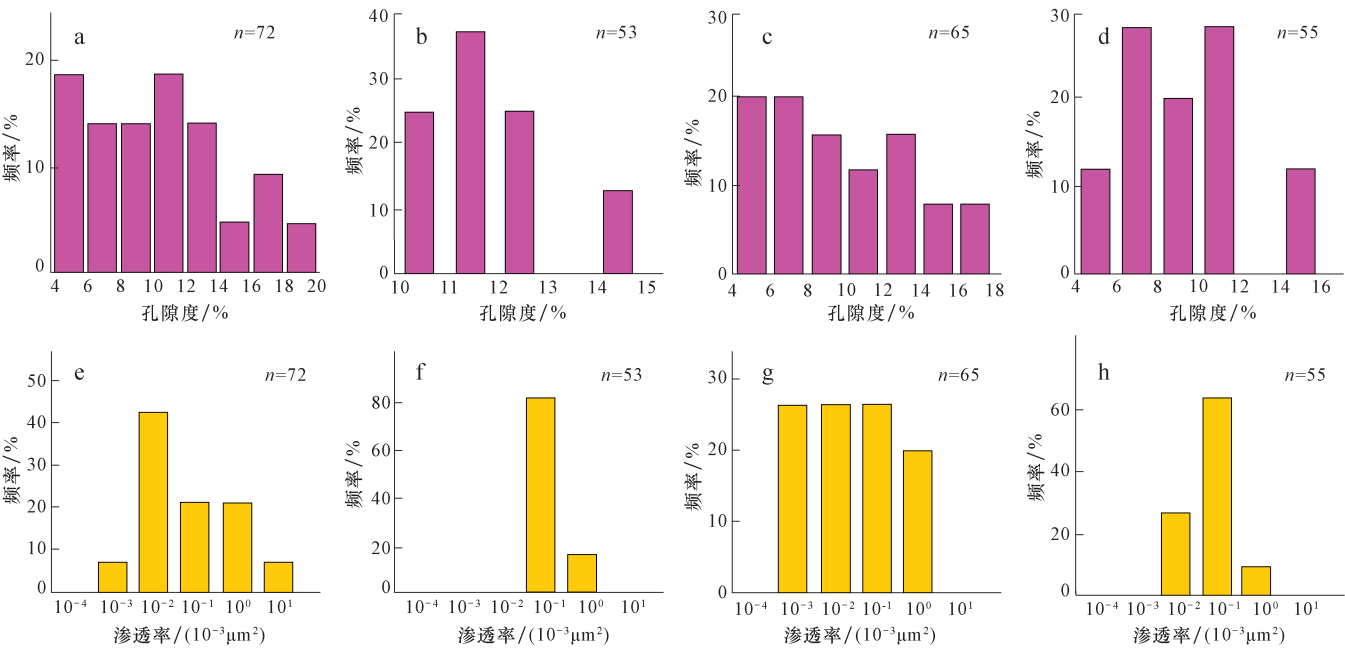


图 4 吉木萨尔凹陷芦草沟组储集物性直方图

Fig. 4 The histogram showing the reservoir properties of the Lucaogou Formation in Jimusaer sag

a. 云质粉细砂岩孔隙度特征; b. 云屑粉细砂岩孔隙度特征; c. 砂屑云岩孔隙度特征; d. 泥晶 – 微晶孔隙度特征;
e. 云质粉细砂岩渗透率特征; f. 云屑粉细砂岩渗透率特征; g. 砂屑云岩渗透率特征; h. 泥晶 – 微晶渗透率特征

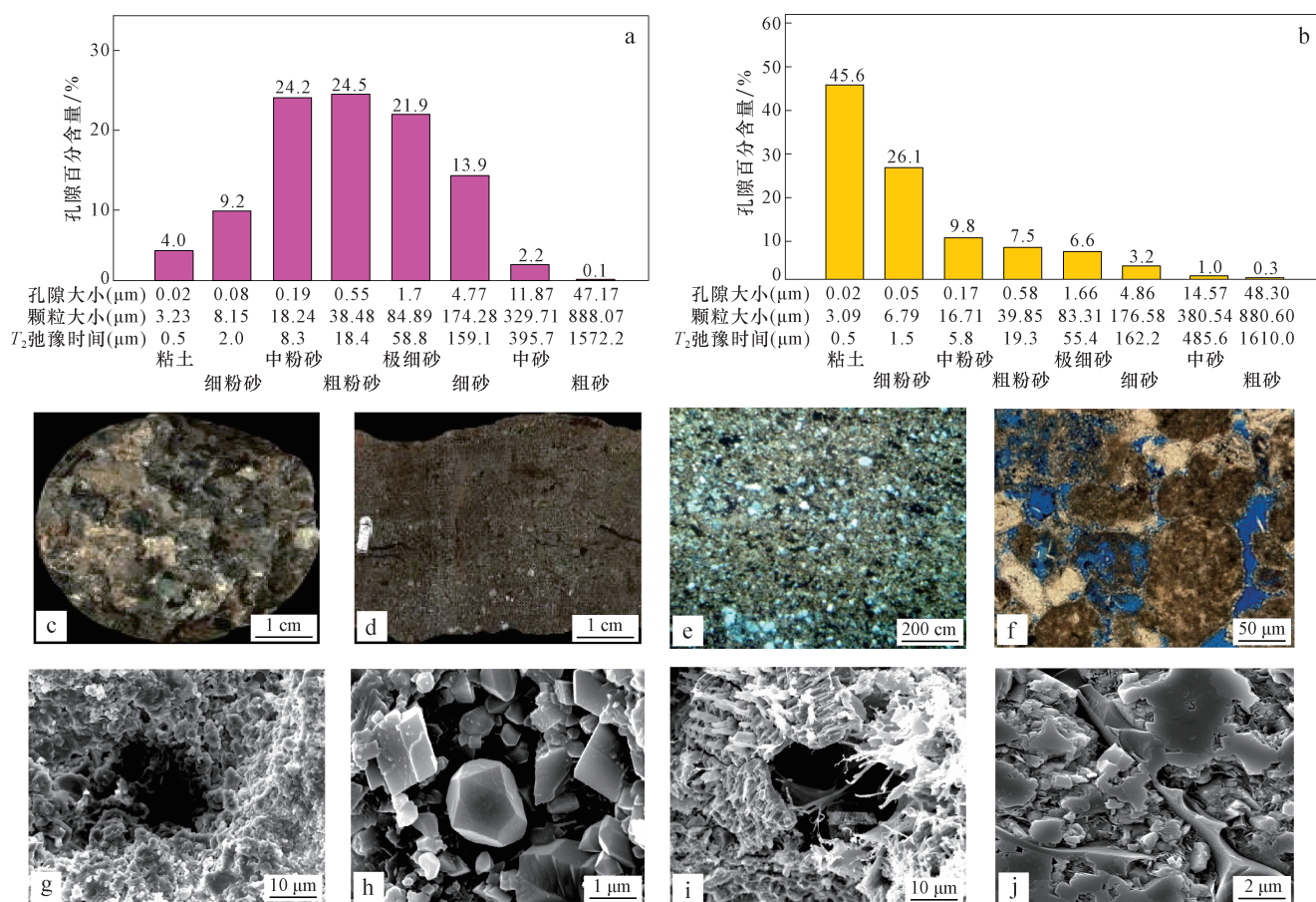


图5 吉木萨尔凹陷芦草沟组孔隙结构特征

Fig. 5 Pore structure characteristics of the Lucaogou Formation in Jimusaer sag

a. “甜点段”核磁共振孔隙分布直方图,微米孔隙与纳米孔隙共存;b. 烃源岩层段核磁共振孔隙分布直方图,纳米孔隙发育;c. 岩心表面孔隙发育,吉174井,埋深3 116.47 m,毫米级孔隙,岩心照片;d. 岩心表面孔隙发育,吉174井,埋深3 123.35 m,毫米级孔隙,岩心照片;e. 云质粉砂岩,粒间孔隙,吉174井,埋深3 274.75 m,微米级孔隙,铸体薄片;f. 砂屑溶孔,吉174井,埋深3 114.86 m,微米级孔隙,铸体薄片;g. 基质溶蚀孔隙,吉174井,埋深3 112.09 m,微米级孔隙,扫描电镜;h. 晶间孔,吉174井,埋深3 121.38 m,纳米级孔隙,扫描电镜;i. 粘土矿物颗粒晶间孔隙,吉174井,埋深3 048.04 m,纳米级孔隙,扫描电镜;j. 有机质孔,吉174井,埋深3 333.02 m,纳米级孔隙,扫描电镜

样品实验结果证实芦草沟组页岩油的自生自储特征。采集低成熟度的粉砂岩样品进行热模拟试验,收集残留油,计算成烃转化率,根据模拟实验的成烃转化率和实测的 *TOC* 进行生烃量计算,并与储集量进行对比,按照含油饱和度 60% 计算,自源量约占三分之一。

2.3 含油特征

芦草沟组具有整体含油连片分布特征,全井段均见荧光显示,气测异常明显,纵向上发育上、下两套页岩油富集“甜点体”,全区分布稳定、含油饱和度高。吉174井全井取心 245.41 m,油迹以上含油级别心长 52.19 m,占岩心总长度的 21.3%,其余具连续、大段荧光显示。吉31井 2 715.17 ~ 2 897.59 m 井段进行含油饱和度测定,25个样品的含油饱和度在 87.8% ~ 97.7%,整体含油性较好。对吉174和吉31井芦草沟组含油性与岩性统计,碳酸盐岩和砂质岩类岩性含油

性较好,泥质岩类含油性较差。综合岩心宏观观察、镜下微观分析、常规与核磁共振测井响应特征、录井油气显示等资料的研究,孔隙度大于 12% 的“甜点”,平均含油饱和度为 84%,孔隙度为 8% ~ 12% 的“甜点”,平均含油饱和度为 65%。

芦草沟组存在上、下两大原油富集“甜点体”发育段,上“甜点体”厚度约为 41 m,主要分布在凹陷的中部,面积为 640 km²,其优势岩性为云屑粉细砂岩,其次为颗粒云岩、粉细砂岩与泥微晶云岩。下“甜点体”全凹陷都有分布,面积达 1 096 km²,凹陷南部厚度相对较大。下“甜点体”优势岩性为粉细砂岩、云屑粉细砂岩,其次为泥微晶云岩,砂质泥岩与云质泥岩。

平面上芦草沟组原油性质从凹陷中部向边缘变差,下“甜点体”原油粘度大于上“甜点体”。上“甜点体”平均地面原油密度为 0.88 g/cm³,50 °C 粘度为 50.27 mPa·s,地层原油粘度 10.58 mPa·s。下“甜

点体”平均地面原油密度 0.90 g/cm^3 , 50°C 粘度为 $123.23 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

3 页岩油聚集机理

3.1 页岩油赋存岩层润湿性

芦草沟组沉积物颗粒间有机质早期生成的原油被吸附于矿物颗粒的表面,形成油膜或赋存于纳米级晶间孔隙中,生烃作用促使岩石颗粒的润湿性向亲油性转化,导致岩石整体表现为亲油特性。岩心样品接触角测试实验表明岩石为亲油润湿特性,渗吸测试实验测得岩心含油饱和度为 $40.30\% \sim 51.20\%$,自吸水排气实验中,岩心含水饱和度为 $4.55\% \sim 6.30\%$ 。页岩岩心样品中白云岩类的亲油性优于粉细砂岩,泥岩的亲油性较差,这与芦草沟组页岩油富集层段的优势岩性具有一致性。

3.2 页岩油聚集动力

依据岩心样品的实测压汞数据,建立孔隙度与排替压力之间的关系,换算得到油藏条件下的毛细管阻力。孔隙度与排替压力呈现较好的指数关系,随着孔隙度的增加,岩石排替压力呈指数减小。页岩油排替压力随着岩石孔隙度的增大而减小,油藏状态下所受毛细管阻力也明显降低。当岩石孔隙度小于 10% 的情况下,排替压力一般超过 2 MPa ,油藏状态下所受到的毛细管阻力大于 0.25 MPa 。芦草沟组现今镜质体反射率 R_o 分布区间为 $0.66\% \sim 1.63\%$ 。生烃动力学模拟实验表明,当 R_o 为 $1.00\% \sim 1.30\%$ 时,烃源岩主体处于生油高峰阶段,这个阶段烃源岩的自由水已经

脱出且生气量明显增加,难以形成油气运移的水动力条件(图 6a,b)。此时,粘土矿物脱水及干酪根转化成烃等作用产生的流体将不断地补给到烃源岩中的孔隙中,增加了烃源岩的流体压力,成为了烃源岩向外排液的主要动力。在富含有机碳的源岩层系内,随着持续的生油过程,干酪根降解产生的巨大膨胀力将驱动石油以活塞式向周缘扩散,形成连续的石油聚集。

3.3 输导体系与页岩油赋存状态

芦草沟组发育层理缝^[9]、构造裂缝^[18]、压溶缝合线^[12]与微纳米级孔喉系统等是可动油运移通道和储集空间^[11]。芦草沟组下段泥岩中的垂向裂缝和白云质粉砂岩中发育的顺层层理缝与溶蚀缝为页岩油良好的运移通道(图 7a,b)。广泛发育的纳米级孔喉系统^[11]是大面积连续或准连续型油气聚集的根本特征,决定了油气呈连续或准连续分布。荧光显微镜与扫描电镜观察结果显示岩层中孔隙结构普遍较复杂,孔隙连通性相对较好,大部分溶孔、残余粒间孔及微孔隙中均有荧光显示(图 7c,d)。

页岩油的赋存形式具有多样性,包括吸附态、游离态及溶解态^[19]。芦草沟组沉积物颗粒较细,富含有机质,液态石油主要存在吸附态与游离态两种赋存形式。泥页岩层段中烃源岩干酪根与矿物颗粒表面的烃类主要为吸附态。偏光显微镜下可见部分液态烃直接呈浸染状吸附在富有机质纹层的干酪根表面(图 7e),场发射扫描电镜可以清楚的观察到岩层中发育的纳米级孔隙结构,大多数页岩油以油膜的形式呈吸附态赋存在矿物颗粒的晶间孔内(图 7f-i)。烃源岩“干酪根网络系统”及泥晶云岩、粉晶云岩、云质泥岩与砂质泥岩

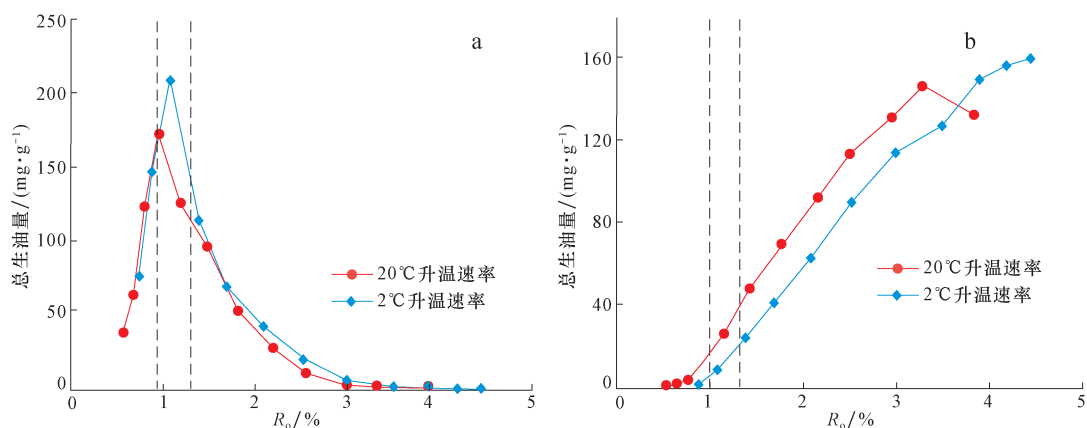


图6 吉木萨尔凹陷吉15井芦草沟组Ⅱ₁型干酪根生烃动力学特征

Fig. 6 Kinetic characteristics of hydrocarbon-generation of the Type II₁ kerogen samples from the Lucaogou Formation in Well Ji15, Jimusaer sag

a. 总生油量模拟, R_o 为 $1.00\% \sim 1.30\%$, 生油量为 209 mg/g , 达到峰值; b. 总生气量模拟, R_o 为 $1.00\% \sim 1.30\%$, 生气量为 40 mg/g , 生气量明显增加

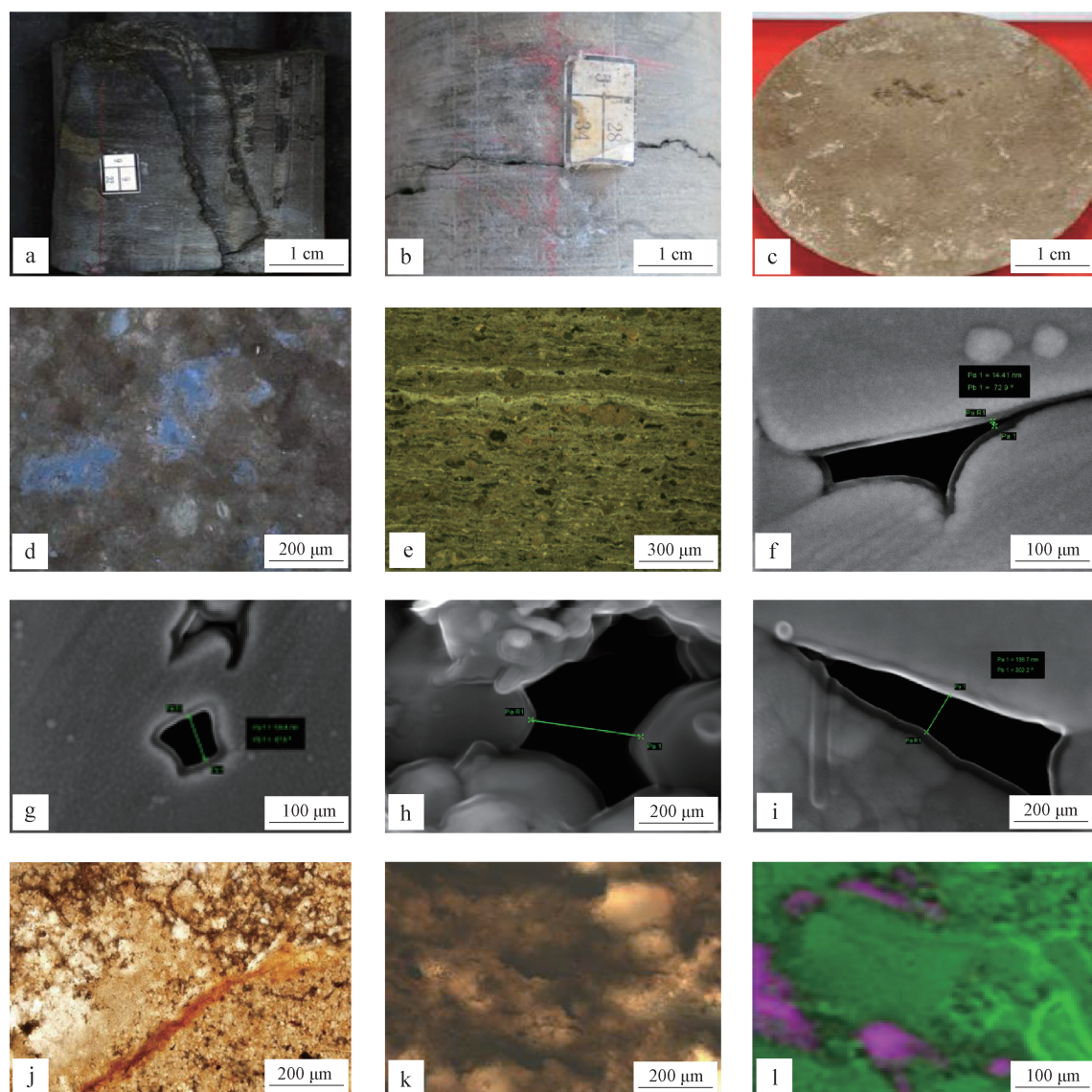


图7 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储集空间特征及赋存状态

Fig. 7 Reservoir space characteristics and occurrence states of shale oil in the Lucaogou Formation, Jimusaer sag

a. 构造缝, 油气沿构造缝外渗, 吉 36 井, 埋深 4 215.73 m, 岩心照片; b. 溶蚀缝, 油气沿溶蚀缝外渗, 吉 36 井, 埋深 4 217.32 m, 岩心照片; c. 泥晶砂屑云岩, 溶孔含油, 吉 174 井, 埋深 3 115.31 m, 岩心照片; d. 溶孔荧光显示, 吉 174 井, 埋深 3 115.31 m, 荧光; e. 富有机质泥质纹层, 含油气显示, 吉 174 井, 埋深 3 182.33 m, 荧光; f. 含云质泥质粉砂岩, 纳米级微孔周围油膜包裹, 吉 25 井, 埋深 3 411.06 m, 场发射扫描电镜; g. 含泥质粉砂质云岩, 纳米孔被油膜包裹, 吉 31 井, 埋深 2 897.92 m, 场发射扫描电镜; h. 云质泥岩, 白云石晶间溶孔被油膜包裹, 吉 34 井, 埋深 3 115.41 m, 场发射扫描电镜; i. 灰质粉砂岩, 方解石晶间孔被油膜包裹, 吉 30 井, 埋深 3 044.84 m, 场发射扫描电镜; j. 基质与为裂缝中均含油, 吉 174 井, 埋深 3 121.74 m, 单偏光; k. 赋存于粒间孔隙中的页岩油, 吉 36 井, 埋深 4 135.51 m, 单偏光; l. 赋存于粒间孔隙中的页岩油, 粉红色为页岩油, 吉 36 井, 埋深 4 135.51 m, 激光共聚焦

的晶间孔为页岩油提供了有利的赋存空间。芦草沟组“甜点”段内矿物溶蚀孔、剩余粒间孔及微裂缝中的烃类主要为游离态。芦草沟组具有生烃能力的泥岩、碳酸岩、粉细砂岩与微裂缝中普遍具有较强的荧光(图 7j), 结合激光共聚焦扫描显微镜可见矿物颗粒之间的剩余油(图 7k,l)。低真空条件下, 随着时间的延长和温度的升高, 纳米孔中油膜的厚度逐渐增厚, 向大孔流动, 页岩油相态可由吸附态转化为游离态。

3.4 滞留排烃、原位聚集

芦草沟组“甜点段”云质岩与其相邻的泥页岩地化参数对比的结果显示, “甜点段”云质岩氯仿沥青“A”含量与可溶有机质含量明显较高, 而残余有机碳含量普遍较低; 泥页岩层段内部残余有机碳含量相对稳定且数值较高, 其顶部与底部含量逐渐降低, 氯仿沥青“A”含量与可溶有机质含量均较低(图 8)。地化参

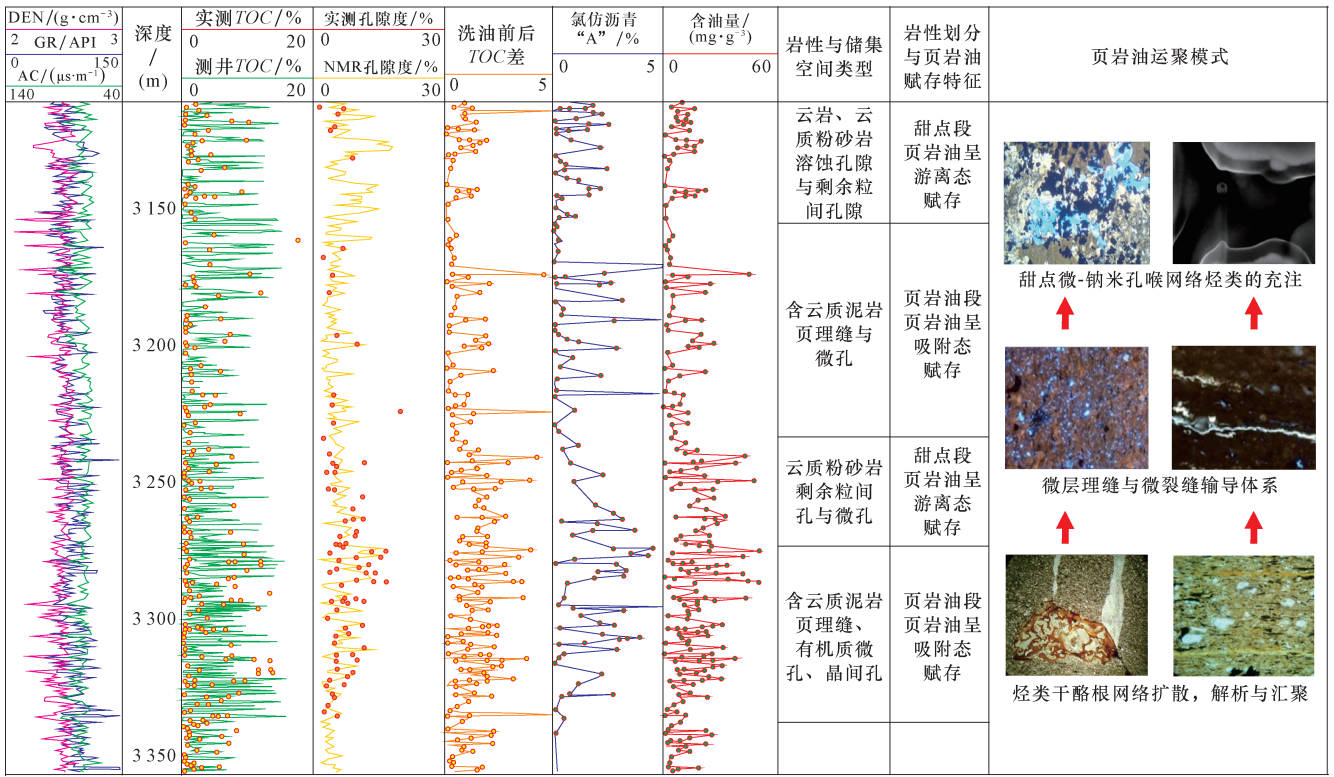


图8 吉木萨尔凹陷吉174井芦草沟组上段页岩油运聚模式

Fig. 8 The migration and accumulation model of the shale oil in the upper Lucaogou Formation in Well Ji174, Jimusaer sag

数特征表明,“甜点体”内的页岩油主要来自于相邻烃源岩,烃源岩内部存在液态滞留烃,部分烃类残留在页岩层系内部。游离态页岩油主要赋存在溶孔、剩余粒间孔与微孔等储集空间,吸附态页岩油主要赋存在页理缝、有机质微孔与晶间孔中。

随着地层埋藏深度的增加,地温梯度逐渐升高,富有机质纹层的页岩开始生烃。早期生成的烃类以吸附态附着在富有机质纹层的生油母质表面,随着烃源岩生烃作用的持续增强,烃类在干酪根有机质网络内发生扩散、解析与汇聚作用。当排烃动力超过毛细管阻力时,液态烃通过微纳米级孔隙、微层理面、微裂缝与宏观孔-缝构成的输导体系网络向周缘扩散充注,并在微纳级孔喉系统与微裂缝等储集空间内原位滞留或就近成藏。

4 结论

- 1) 吉木萨尔凹陷芦草沟组岩性复杂,是粉细砂岩、泥岩、碳酸盐岩的混积岩,矿物成份复杂、岩性纵向变化快,岩层厚度薄且具有韵律性,富含有机质,是优质的生油层,也是储集层,具有典型的“源储一体”特征。
- 2) 芦草沟组发育粉砂岩类与泥岩类及白云岩类

与泥岩类两类源储一体岩性组合,纵向上全层段含油,上、下两段富集,全区分布稳定、含油饱和度高,具有整体含油、连片分布的特征。

3) 生烃增压是页岩油运聚的主要动力,微纳米孔喉、层理缝与构造裂缝形成页岩油的有利储集空间与渗流通道,整体为源内或近源聚集,并以游离态和吸附态赋存于芦草沟组岩层中。

参 考 文 献

[1] 何登发,张磊,吴松涛,等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质,2018,39(5):845-861.
He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5):845-861.

[2] 郑孟林,田爱军,杨彤远,等. 准噶尔盆地东部地区构造演化与油气聚集[J]. 石油与天然气地质,2018,39(5):907-917.
Zheng menglin, Tian Aijun, Yang Tongyuan, et al. Structural evolution and hydrocarbon accumulation in the eastern Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5):907-917.

[3] 匡立春,唐勇,雷德文,等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发,2012,39(6):657-667.
Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration

- and Development, 2012, 39(6): 657–667.
- [4] Qiu Z, Tao H, Zou C, et al. Lithofacies and organic geochemistry of the Middle Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag of the Junggar Basin, NW China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 140: 97–107.
- [5] 匡立春, 高岗, 向宝力, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组有效源岩有机碳含量下限分析[J]. 石油实验地质, 2014, 36(2): 224–229.
- Kuang Lichun, Gao Gang, Xiang Baoli, et al. Lowest limit of organic carbon content in effective source rocks from Lucaogou Formation in Jimusar Sag[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(2): 224–229.
- [6] 匡立春, 胡文瑛, 王绪龙, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层初步研究: 岩性与孔隙特征分析[J]. 高校地质学报, 2013, 19(3): 529–535.
- Kuang Lichun, Hu Wenxuan, Wang Xulong, et al. Research of the tight oil reservoir in the Lucaogou Formation in Jimusar Sag: Analysis of lithology and porosity characteristics [J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(3): 529–535.
- [7] 宋永, 周路, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相云质致密油储层特征与分布规律[J]. 岩石学报, 2017, 33(4): 1159–1170.
- Song Yong, Zhou Lu, Guo Xuguang, et al. Characteristics and occurrence of lacustrine dolomitic tight-oil reservoir in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusar sag, southeastern Junggar Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 33(4): 1159–1170.
- [8] 李红南, 毛新军, 胡广文, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层特征及产能预测研究[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(10): 40–44.
- Li Hongnan, Mao Xinjun, Hu Guangwen, et al. Characteristics and Productivity Prediction of Tight Reservoirs in Lucaogou Formation of Jimusar Sag in Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(10): 40–44.
- [9] 邱振, 卢斌, 施振生, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油滞留聚集机理及资源潜力探讨[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(10): 1817–1827.
- Qiu Zhen, Lu Bin, Shi Zhensheng, et al. Residual accumulation and resource assessment of shale oil from the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(10): 1817–1827.
- [10] Zheng M, Li J, Wu X, et al. Physical modeling of oil charging in tight reservoirs: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 241–250.
- [11] 邱振, 施振生, 董大忠, 等. 致密油源储特征与聚集机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 928–939.
- Qiu Zhen, Shi Zhensheng, Dong Dazhong, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 928–939.
- [12] 高岗, 向宝力, 王轩, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相混合沉积中缝合线发育与有机质富集研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(11): 1963–1969.
- Gao Gang, Xiang Baoli, Wang Xuan, et al. Stylolite occurrence and organic matter enrichment of the mixed sediments in the Lucaogou Formation of the Jimusar Sag in Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(11): 1963–1969.
- [13] Cao Z, Liu G, Zhan H, et al. Geological control factors of micro oil distribution in tight reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 77: 1193–1205.
- [14] Wang X, Sun L, Zhu R, et al. Application of charging effects in evaluating storage space of tight reservoirs: A case study from Permian Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 516–524.
- [15] 葛云锦, 任来义, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地富县——甘泉地区三叠系延长组7油层组致密油富集主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1190–1200.
- Ge Yunjin, Ren Laiyi, He Yonghong, et al. Main factors controlling the tight oil enrichment in the 7th oil layer group of the Triassic Yanchang Formation in Fuxian-Ganquan area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1190–1200.
- [16] Cao Z, Liu G, Kong Y, et al. Lacustrine tight oil accumulation characteristics; Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. International Journal of Coal Geology, 2016, 153: 37–51.
- [17] Bao Haijuan, He Wenjun, Fei Liying, et al. 2015. The characteristics and main controlling factors of tight oil reservoir in Jimusar Sag of Junggar Basin [J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 87 (supp.): 182–183.
- [18] Zhang C, Zhu D, Luo Q, et al. Major factors controlling fracture development in the Middle Permian Lucaogou Formation tight oil reservoir, Junggar Basin, NW China [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2017, 146: 279–295.
- [19] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩油分类与评价[J]. 地学前缘, 2012, 19(5): 322–331.
- Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322–331.

(编辑 张玉银)